УДК 519.71.622.276

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИН НА НЕУСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ С УЧЕТОМ АПРИОРНОЙ ИНФОРМАЦИИ

В.Л. Сергеев, П.В. Сергеев

Томский политехнический университет
E-mail: SVL@mail.tomsknet.ru

Рассматривается задача идентификации гидродинамических параметров скважин на неустановившихся режимах фильтрации методом кривой восстановления давления с учетом дополнительной априорной информации и экспертных оценок. Приводятся результаты анализа точности оценок пластового давления и фильтрационных параметров пласта.

Задачей идентификации гидродинамических параметров скважин является построение оптимальной, в смысле заданных критериев качества, математической модели пластовой системы по результатам измерений забойного давления и дебитов скважин. Методы идентификации для гидродинамических исследований скважин (ГДИС) [1, 2] позволяют получать данные о фильтрационных и динамических свойствах нефтяных пластов и призабойной зоны скважины, определять параметры трещин гидроразрыва пласта, уточнять пластовое давление, оценивать геометрические параметры пласта и т. д. На основе ГДИС осуществляются процессы добычи флюидов, составляются технологические проекты разработки нефтяных и газовых месторождений, создаются геолого-технологические модели процессов нефтегазодобычи.

Одним из основных методов ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации является метод кривой восстановления забойного давления (КВД), полученной при непосредственном измерении давления на забое скважины либо рассчитанной по измеренным значениям динамического уровня (метод КВУ) [1]. Наиболее общим решением задачи идентификации ГДИС по КВД является метод интегрированных моделей, который позволяет учитывать различную неоднородную, дополнительную априорную информацию, дает оптимальное решение задачи идентификации с обеспечением устойчивости решения, согласованности исходных данных и дополнительных априорных сведений [3–5].

Данная работа является развитием технологии интегрированных моделей при идентификации ГДИС по КВД на основе непараметрического метода аналогов (НМА) [6], который обладает гибким механизмом учета дополнительной априорной информации, представленной классом непараметрических моделей. Необходимость использования непараметрических методов связана с отсутствием достоверной информации о моделях дополнительных априорных сведений и экспертных оценок о параметрах пласта.

Предлагаемый в работе подход к идентификации ГДИС основан на стохастической непараметрической интегрированной системе моделей КВД вида:

$$\begin{cases} P_з^* = P_з(\alpha, q) + \xi, \\ \overline{P}_{пл} = \varphi(P_з(\alpha, q(T)) + \eta, \\ \overline{\alpha}_k = f_k(\alpha_k) + \nu_k, k = \overline{1, l}, \end{cases} \quad (1)$$

где $P_з^*=(P_з^*(t_i), i=\overline{1,n})$, $P_з(\alpha,q)=(P_з(t_i,\alpha,q(t_i)), i=\overline{1,n})$ – векторы измеренных на скважине значений забойного

давления в моменты времени t_i и вычисленных на основе модели КВД, заданной с точностью до вектора неизвестных параметров $\alpha=(\alpha_1,\alpha_2,...,\alpha_m)$ функции $P_з(t,\alpha,q(t))$; $q=(q(t_i),i=\overline{1,n})$ – значение дебита жидкости в скважине после ее остановки; $\overline{P}_{пл}=(\overline{P}_{плj},j=\overline{1,r})$, $\overline{\alpha}_k=(\overline{\alpha}_{kl},l=\overline{1,p})$, $k=\overline{1,l}$ – дополнительные априорные данные, экспертные оценки пластового давления и параметров модели КВД; $P_з(\alpha,q(T))$ – значение пластового давления, полученное на основе модели КВД (T – гарантированное время исследований для восстановления пластового давления порядка 200 ч для низкодебитных скважин); $\varphi,f_k,k=\overline{1,l}$ – неизвестные однозначные функции; $\xi=(\xi(t_i),i=\overline{1,n})$, $\eta=(\eta_j,j=\overline{1,r})$, $\nu_k=(\nu_{ik},i=\overline{1,p}),k=\overline{1,l}$ – случайные величины, представляющие погрешности измерений забойного давления и ошибки дополнительных априорных сведений и экспертных оценок.

Задача идентификации заключается в оценивании неизвестных фильтрационных параметров α, когда функции $\varphi,f_k,k=\overline{1,l}$ неизвестны. Можно предполагать, что эти функции ограничены, непрерывные, имеют производные и т. д. В условиях данного вида априорной неопределенности (часто говорят о непараметрической априорной неопределенности), возникает потребность в использовании непараметрических методов [7].

Задача идентификации (1) с использованием НМА [6] состоит в решении двух оптимизационных задач вида:

$$\alpha^*(\beta)=\arg\min_{\alpha}\Phi(\alpha), \tag{3}$$

$$\beta^*=\arg\min_{\beta}\left\|P_з^*-P_з(\alpha^*(\beta),q^*)\right\|^2, \tag{4}$$

где $\arg\min_x f(x)$ обозначает точку минимума x^* функции $f(x)$,$f(x^*)=\min_x f(x)$; $\Phi(\alpha)=\|P_з^*-P_з(\alpha^*(\beta),q^*)\|^2+\|\overline{P}_{пл}-P_з(\alpha^*(\beta),q^*)\|^2_{W_1}+\sum_{k=1}^{l}\|\overline{\alpha}_k-\alpha_k\|^2_{W_2}$ – комбинированный функционал качества модели (1), состоящий из частных квадратичных критериев качества модели КВД и моделей дополнительных априорных сведений; $W_1=\mathrm{diag}(w(P_{пл}(\alpha^0,q^*)-\overline{P}_{плj})/\beta_1,j=\overline{1,r})$, $W_2=\mathrm{diag}(w(P_{пл}(\alpha_j^0,\overline{\alpha}_{jk})/\beta_2,j=\overline{1,2})$ – диагональные матрицы весовой функции w с управляющими параметрами $\beta=(\beta_1,\beta_2)$; α^0 – начальные оценки фильтрационных параметров; $q^*=(q^*(t_i),i=\overline{1,n})$ – оценки дебита жидкости в стволе скважины; $\alpha^*(\beta)=(\alpha_1^*(\beta),\alpha_2^*(\beta),...,\alpha_n^*(\beta))$ – оптимальные оценки параметров модели КВД; $\beta^*=(\beta_1^*,\beta_2^*)$ – оптимальные оценки управляющих параметров; $\|X\|$ – норма вектора X. Весовые функции (ядра) обладают следующими свойствами [7]: $w(x-u/h)\to 1$, $h\to\infty$; $w(x-u/h)\to 0$, $h\to 0$.

Следует отметить, что при значениях управляющих параметров, равных нулю, априорная информация не учитывается, и оценки фильтрационных параметров (3) совпадают с оценками метода наилучшего совмещения (НС) [2]

$$\alpha^*(0)=\arg\min_{\alpha}(\Phi(\alpha)=\left\|P_з^*-P_з(\alpha,q^*)\right\|^2). \tag{5}$$

Анализ точности оценок параметров КВД методом статистического моделирования

Анализ точности оценок фильтрационных параметров и пластового давления (3) проводился с использованием стохастической интегрированной системы моделей вида:

$$\begin{cases} P_з^*=P_з(\alpha,q)\cdot(1+c_1\xi), \\ \overline{P}_{пл}=P_з(\alpha,q(T))\cdot(1+c_2\eta), \\ \overline{\alpha}_k=\alpha_k(1+c_3\nu_k),k=\overline{1,l}, \end{cases} \tag{6}$$

где $P_з^*=(P_з^*(t_i),i=\overline{1,n})$, $P_з(\alpha,q)=(P_з(t_i,\alpha,q(t_i)),i=\overline{1,n})$ – имитируемые значения измеренных на скважине забойных давлений и рассчитанных на основе модели КВД, учитывающей продолжающийся приток жидкости в скважину [1, 2]:

$$P_з(\alpha,q(t))=P_з(t_0)+$$
$$+\frac{1}{4\pi\alpha_1}\int_{t_0}^{t}\frac{(q(t_0)-q(t-\tau,\alpha_3))}{\tau}\exp\left(-\frac{r_c^2}{4\alpha_2\cdot\tau}\right)\cdot d\tau, \tag{7}$$

α_1 – гидропроводность нефтяного пласта, α_2 – его пьезопроводность; $q(\tau,\alpha_2)=q(t_0)\exp(-\alpha_3\tau)$ – дебит притока жидкости в скважину; $q(t_0)$ – дебит скважины в момент ее остановки (t_0); $P_з(t_0)$ – начальное значение забойного давления; $r_c=0{,}1$ м – радиус скважины; $\overline{P}_{пл}=(\overline{P}^j_{пл},j=\overline{1,r})$, $\overline{\alpha}=(\overline{\alpha}_{1k},\overline{\alpha}_{2k},\overline{\alpha}_{3k}),k=\overline{1,l}$ – имитируемые значения дополнительных априорных данных и экспертных оценок пластового давления и параметров модели КВД; $P_з(\alpha,q(T))$ – значение пластового давления, рассчитанное на основе модели КВД (7); $\xi,\eta,\nu_k,k=\overline{1,l}$ – векторы случайных величин, полученные с использованием датчика псевдослучайных чисел, распределенные по нормальному закону с нулевыми средними значениями и единичной дисперсией; $c_i,i=\overline{1,3}$ – константы, представляющие относительный уровень ошибок.

Для решения оптимизационной задачи (3) использован метод Гаусса-Ньютона [8]

$$\alpha^i=\alpha^{i-1}+\gamma_i\cdot\Delta\alpha^{i-1},\ i=1,2,3,..., \tag{8}$$

где приращение $\Delta\alpha^{i-1}$ вектора фильтрационных параметров α на шаге i–1 определяется из решения систем линейных уравнений

$$A^{i-1}\cdot\Delta\alpha^{i-1}=B^{i-1},$$

$$A^{i-1}=(D_з^TD_з+D_{пл}^TW_1D_{пл}+\sum_{k=1}^{l}W_{2k})^{i-1},$$

$$B^{i-1}=(D_з^Te_з+D_{пл}^TW_1\overline{e}_{пл}+\sum_{k=1}^{l}W_{2k}\Delta\overline{\alpha}_k)^{i-1};$$

$$D_з=\left(\frac{\partial P_з(\alpha,q^*(t_i))}{\partial\alpha_j},\ i=\overline{1,n},\ j=\overline{1,3}\right)$$

– матрица частных производных от функции забойного давления (7) по параметрам α;

$$D_з=\left(\frac{\partial P_з(\alpha,q(T))}{\partial\alpha_j},\ \ j=\overline{1,3}\right)$$

– вектор частных производных от модели пластового давления $P_з(\alpha,q(T))$ по параметрам α;

$$\bar{e}_з = (P_з^*(t_i) - P_з(\alpha^0, q(t_i)), i = \overline{1,n}),$$

$$\bar{e}_{пл} = (\bar{P}_{пл}^j - P_з(\alpha^0, q(T)), j = \overline{1,r}),$$

$$\Delta\bar{\alpha}_k = \bar{\alpha}_k - \alpha^0, k = \overline{1,l}$$

– векторы невязок между имитируемыми значениями забойного давления, экспертными оценками пластового давления, экспертными оценками параметров модели КВД и их значениями, полученными на основе моделей:

$$W_{2k} = \text{diag}(\omega(P_з(\alpha^0, q(T) - \bar{P}_{пл}^j) / \beta_1),\ j = \overline{1,r}),$$

$$W_{2k} = \text{diag}(\omega(\alpha_j^0 - \bar{\alpha}_{jk}) / \beta_2),\ j = \overline{1,3}),\ k = \overline{1,l}$$

– диагональные матрицы весовых функций вида $w(u)=\exp(-u^2/2)$, определяющие значимость дополнительных априорных данных и экспертных оценок; α^0 – начальные приближения параметров модели КВД; γ_i – параметр шага в методе Гаусса-Ньютона ($\gamma_1=0$).

Следует отметить, что при значениях управляющих параметров $\beta=0$ процедура оценивания (8) совпадает с известным алгоритмом Гаусса-Ньютона для решения оптимизационной задачи (5) [8]

$$\alpha^i = \alpha^{i-1} + \gamma_i \Delta\alpha^{i-1}, i = 1,2,3,...$$

$$(D_з^T D_з)^{i-1} \cdot \Delta\alpha^{i-1} = (D_з^T e_з)^{i-1}. \quad (9)$$

Оценки управляющих параметров β^* (8) определялись путем решения оптимизационной задачи (4) методом деформированного многогранника [8]. Начальные приближения параметров α^0 в алгоритме (8) рассчитывались по регуляризированному методу наилучшего совмещения [10]

$$\alpha^i = \alpha^{i-1} + \gamma_i \Delta\alpha^{i-1}, i = 1,2,3,..., \quad (10)$$

$$(D_з^T D_з + h \cdot I)^{i-1} \cdot \Delta\alpha^{i-1} = (D_з^T e_з)^{i-1}$$

с параметром регуляризации h, который выбирался путем решения оптимизационной задачи

$$h^* = \arg\min_{\beta} \left\| P_з^* - P_з(\alpha^*(h), q) \right\|^2$$

методом дихотомии [8].

Относительные ошибки оценок пластового давления и фильтрационных параметров пласта в зависимости от длительности исследований скважины $t_n=n$, (n=1,2,3,...) определялись по формулам:

$$\delta_n(P_{пл}^*) = \text{abs}((P_{пл}^* - P_{пл}) / P_{пл}),$$

$$\delta_{nj}(\alpha_j^*) = \text{abs}((\alpha_j^*(h^*, \beta^*) - \alpha_j) / \alpha_j), \quad j = 1,2, \quad (11)$$

где $$P_{пл}^* = P_з(\alpha^*(h^*, \beta^*), q^*(T)),$$

$$\alpha_j^* = \alpha_j^*(h^*, \beta^*), j = 1,2$$

– оценки пластового давления, (T=200 ч), гидропроводности и пьезопроводности пласта.

В качестве примера в табл. 1 приведены результаты расчета относительных ошибок оценок пластового давления и фильтрационных параметров пласта в зависимости от вида интегрированной модели КВД (6) и уровня погрешностей дополнительных априорных данных и экспертных оценок.

Таблица 1. *Относительные ошибки оценок пластового давления и фильтрационных параметров пласта, %*

Оценки	Вид интегрированной модели									
	1	2			3			4		
	$\{p^*\}$	$\{p^*,\bar{p}_{пл}\}$			$\{p^*,\bar{\alpha}\}$			$\{p^*,\bar{p}_{пл},\bar{\alpha}\}$		
	–	Уровень ошибок априорных данных, %								
		c_2			c_3			c_2,c_3		
		2	5	10	2	5	10	2	5	10
$P_{пл}^*$	12,0	3,2	5,3	7,2	3,1	4,2	6,8	1,4	2,4	4,2
α_1^*	8,3	2,6	4,8	5,7	2,2	3,9	4,7	1,3	2,1	3,8
α_2^*	9,8	4,4	5,6	7,4	4,6	4,3	6,9	1,6	2,3	4,3

Для указания вида модели КВД введены обозначения: $\{p^*\}$ – априорная информация отсутствует; $\{p^*,\bar{p}_{пл}\}$ – учет дополнительных априорных данных и экспертных оценок пластового давления; $\{p^*,\bar{\alpha}\}$ – учет априорных данных и экспертных оценок и фильтрационных параметров пласта; $\{p^*,\bar{p}_{пл},\bar{\alpha}\}$ – учет априорных данных и экспертных оценок пластового давления и фильтрационных параметров пласта.

Уровень ошибок забойного давления выбирался порядка 1 %, что соответствует точности манометров, используемых при гидродинамических исследованиях скважин [10]. Для имитации забойных давлений с относительным уровнем ошибок 1 % параметр выбирался равным c_1=0,01. Для имитации векторов дополнительных априорных сведений и экспертных оценок о пластовом давлении и фильтрационных параметрах пласта при (r=l=3) с относительным уровнем ошибок 2, 5 и 10 % параметры c_2,c_3 выбирались равными 0,02; 0,05 и 0,1, соответственно. Данный уровень ошибок соответствует допустимым в практике нефтегазодобычи границам уровня погрешностей оценок гидродинамических параметров нефтяных пластов [10].

Забойное давление (7) и относительные ошибки оценок (11) рассчитывались для среднедебитной скважины $q(t_0)$=130 м^3/сут, при значениях гидропроводности –α_1=80 МПа/сП, пьезопроводности α_2=2500 см^2/с, начальном забойном давлении $P_з(t_0)$=16,5 МПа [10. С. 59]. Параметр α_3 в модели дебита (7) рассчитывался с учетом продолжительности притока жидкости в скважину, равной 3600 с.

В табл. 2 приведены значения относительных ошибок пластового давления в зависимости от продолжительности исследований при 5 % уровне ошибок задания дополнительных априорных сведений.

В табл. 3 приведены результаты расчета длительности исследования скважин (в часах), которая необходима для обеспечения заданной точности оценок при ошибках дополнительных априорных данных, экспертных оценок пластового давления и фильтрационных параметров пласта 2 и 10 %.

Таблица 2. *Относительная ошибка оценок пластового давления, %*

Модель КВД	Время исследований скважины $t_n=n$, ч											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\{p^*\}$	–	–	46	35	12	8,1	6,3	5,7	4,9	4,3	3,8	3,3
$\{p^*,\overline{p}_{пл}\}$	41	32	16	7,4	5,3	4,8	4,4	4,1	3,8	3,4	3,1	2,7
$\{p^*,\overline{\alpha}\}$	39	28	14	6,5	4,2	4,1	3,9	3,6	3,4	3,3	2,9	2,6
$\{p^*,\overline{p}_{пл},\overline{\alpha}\}$	21	16	7,7	3,1	2,4	2,35	2,23	2,15	2,1	2,08	2	1,6

Таблица 3. *Требуемая длительность исследования скважины* n^*, *ч*

Модель КВД	Уровень ошибок априорных данных, %					
	$\varepsilon_j=0{,}02,\ j=\overline{1,3}$			$\varepsilon_j=0{,}1,\ j=\overline{1,3}$		
	$P^*_{пл}$	α^*_1	α^*_2	$P^*_{пл}$	α^*_1	α^*_2
$\{p^*\}$	13,4	12,5	14,5	6,2	5,7	6,3
$\{p^*,\overline{p}_{пл}\}$	9,4	8,6	9,2	5,4	5,1	5.6
$\{p^*,\overline{\alpha}\}$	8,3	7,8	8,3	5.1	4,9	5,3
$\{p^*,\overline{p}_{пл},\overline{\alpha}\}$	6,5	6.2	6.4	3,2	3,15	3,6

Расчет требуемой длительности исследований производился с использованием уравнений

$$\delta_{jn}(\alpha_j^*) = \varepsilon_j,\ j = 1,2, \quad \delta_n(P^*_{пл}) = \varepsilon_3,$$

где ε_j, $j=\overline{1,3}$ – заданные значения относительных ошибок гидропроводности, пьезопроводности и пластового давления (11) для определения требуемой длительности исследований n^*.

Анализ результатов моделирования показывает, что учет дополнительных априорных сведений и экспертных оценок позволяет увеличить более, чем в два раза точность оценок пластового давления и параметров КВД предлагаемого метода интегрированных моделей (ИМ) (3), (4) по сравнению с методом (НС) (5), в котором априорная информация не учитывается, и сократить время исследований. Значительное увеличение точности наблюдается при непродолжительных исследованиях скважин порядка 5...6 ч (табл. 2).

Анализ точности оценок параметров КВД по промысловым данным

Анализ точности оценок пластового давления и фильтрационных параметров (3) проводился с использованием промысловых гидродинамических исследований скважины Самотлорского месторождения Тюменской области. Результаты гидродинамических исследований, проводимых в течение 6 сут. методом кривой восстановления уровня (КВУ), приведены в табл. 4. В табл. 5 приведены данные по скважине и экспертные оценки фильтрационных параметров и энергетического состояния пласта к моменту исследования скважины.

На рис.1 представлены исходные (табл. 4) и восстановленные значения КВД, полученные с использованием модели (7) и алгоритма (8) при длительности исследования 143 ч. На рис. 2 и в табл. 6 приведены значения относительных ошибок параметров КВД (11) в зависимости от длительности снятия КВУ и вида интегрированной модели.

Таблица 4. *Промысловые данные ГДИС*

Дата	Время суток	Уровень, м	Забойное давление, МПа
21.07.05	11,40	1515	11,09
21.07.05	12,40	1294	13,33
21.07.05	13,40	1208	14,29
21.07.05	14,40	1129	15,12
21.07.05	15,40	1074	15,68
22.07.05	8,15	936	18,91
22.07.05	13,00	848	17,99
22.07.05	18,40	811	18,45
23.07.05	10,08	787	18,74
23.07.05	14,15	769	18,91
23.07.05	18,09	761	19,03
24.07.05	9,26	742	19,22
24.07.05	13,08	730	19,32
24.07.05	18,27	721	19,42
25.07.05	10,00	719	19,44
25.07.05	13,02	716	19,55
25.07.05	18,13	710	19,73
26.07.05	10,04	700	19,85
26.07.05	14,34	690	19,94
26.07.05	18,05	681	20,03
27.07.05	9,30	680	20,02

Таблица 5. *Дополнительные данные и экспертные оценки гидродинамических параметров*

Перечень сведений	Значения
Радиус скважины, м	0,108
Пластовое давление, МПа	19,0
	20,7
	21,5
Гидропроводность, Дсм/сП	65
	70
	85
Пьезопроводность, см^2/с	1,5
	2,0
	4,0
Дебит жидкости , м^3/сут.	144
Забойное давление, МПа	10,6



Рис. 1. *Значения забойного давления скважины: 1) исходные и 2) восстановленные по модели КВД (7)*

Относительные ошибки оценок пластового давления и параметров КВД, приведенные в табл. 6, рассчитывались при значениях пластового давления – $P_{пл}$=20,3 МПа, гидропроводности – α_1=75 МПа/сП, пьезопроводности – α_2=3 см^2/с, полученные по алгоритму (8) при длительности исследований 154 ч.

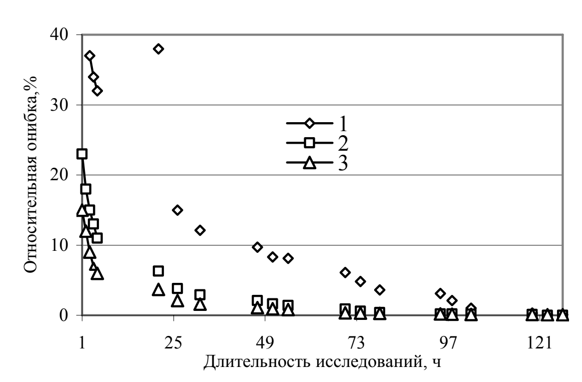


Рис. 2. Относительные ошибки оценок пластового давления: 1) метод НС, 2) метод ИМ с учетом информации о пластовом давлении и 3) информации о пластовом давлении, гидропроводности и пьезопроводности



Рис. 3. Оценки пластового давления: 1) метод НС, 2) метод ИМ с учетом информации о пластовом давлении, гидропроводности и пьезопроводности

Таблица 6. *Относительная ошибка оценок пластового давления, гидропроводности и пьезопроводности, %*

Гидродинамические параметры	Модель КВД	Длительность исследований скважины, ч												
		1	2	3	4	5	21	26	32	47	70	95	119	143
Пластовое давление	$\{p^*\}$	–	–	37	34	32	38	15	12	10	6	3,2	1,3	0,6
	$\{p^*,\overline{p}_{пл}\}$	23	18	15	13	11	6,3	4,2	3	2,1	2,1	1,4	1,1	0,5
	$\{p^*,\overline{\alpha}\}$	24	19	17	14	10	7,5	5,8	4,4	2,8	2,3	1,7	0,8	0,4
	$\{p^*,\overline{p}_{пл},\overline{\alpha}\}$	15	12	9	7	6	3,7	2,1	1,5	1,1	0,9	0,7	0,6	0,3
Гидропроводность	$\{p^*\}$	–	–	16	14	12	15	7,4	5,1	3,9	3,1	1,5	0,7	0,2
	$\{p^*,\overline{p}_{пл}\}$	14	11	8,3	6	4,7	4,8	2,9	2,3	1,6	1,2	0,8	0,3	0,12
	$\{p^*,\overline{\alpha}\}$	15	12	9,7	5	4,3	4,5	3,1	2,5	1,7	1,3	0,9	0,4	0,14
	$\{p^*,\overline{p}_{пл},\overline{\alpha}\}$	6	5	4,2	3,7	3	1,8	1,2	0,8	0,6	0,2	0,1	0,09	0,06
Пьезопроводность	$\{p^*\}$	–	–	21	18	16	17	9	7	5	2,8	1,6	0,8	0,6
	$\{p^*,\overline{p}_{пл}\}$	10	8	6	4,5	4	3,6	2,4	1,8	1,5	1,3	1,1	0,9	0,5
	$\{p^*,\overline{\alpha}\}$	11	9	7	5,7	5	4,1	2,7	2	1,8	1,5	1,3	1,1	0,6
	$\{p^*,\overline{p}_{пл},\overline{\alpha}\}$	9	6	5,4	4	2,8	1,6	1,4	1,1	0,8	0,6	0,4	0,2	0,1

Следует отметить, что использование указанных выше параметров КВД в качестве точных, пригодных для сравнения значений, подтверждается расчетами, приведенными в табл. 6 и на рис. 2, 3, а именно, при продолжительных исследованиях более 120 ч относительные ошибки оценок, полученных методами (НС) (5) и (ИМ) (8), малы и практически совпадают. Результаты, представленные на рис. 1, также подтверждают хорошее согласование исходных данных КВД, приведенных в табл. 1, с их восстановленными значениями.

Анализ результатов, приведенных в табл. 6, показывает, что учет дополнительных априорных сведений и экспертных оценок позволяет значительно, в два раза и более, увеличить точность оценок пластового давления и параметров КВД предлагаемого метода (8) по сравнению с методом НС (9), сократить время исследований. Например, для получения оценок пластового давления с относительной ошибкой порядка 1 % длительность исследований составляет 50 ч (табл. 6). Длительность исследований для модели $\{p^*\}$, не учитывающей дополнительные априорные данные, составляет 120 ч.

Выводы

Предложенный метод интегрированных моделей (3), (4) для идентификации ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации и алгоритмы оценки параметров КВД (8) позволяют:

1. Учитывать дополнительные априорные данные и экспертные оценки гидродинамических параметров (пластовое давление, гидропроводность, пьезопроводность и т. д.).
2. Получать оценки гидродинамических параметров в условиях априорной неопределенности о статистических характеристиках ошибок дополнительных априорных данных и экспертных оценок.
3. Значительно, в два раза и более, повысить точность оценок параметров и сократить продолжительность исследований скважин по сравнению с традиционным методом НС (5), что позволит уменьшить затраты на проведение исследований и увеличить добычу нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998, 304 с.
2. Кульпин Л.Г. Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследований нефтегазовых пластов. – М.: Недра, 1974. – 200 с.
3. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во НТЛ, 2004. – 240 с.
4. Сергеев П.В., Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации // Современные гидродинамические

исследования скважин: Труды Междунар. форума исследователей скважин и второй научно-практической конф. Институт нефтегазового бизнеса. – М.: 2004. – С. 188–196.

5. Сергеев П.В., Сергеев В.Л. Идентификация гидродинамических исследований скважин на основе метода интегрированных моделей // Доклады ТУСУР. – 2004. – № 2 (10). – С. 99–106.
6. Сергеев В.Л. Идентификация систем с учетом априорной информации. – Томск: Изд-во НТЛ, 1999. – 146 с.
7. Тарасенко Ф.П. Непараметрическая статистика. – Томск: Изд-во Томского гос. ун-та, 1975. – 292 с.
8. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.
9. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. – М.: Наука, 1979. – 288 с.
10. Хисамов Э.И., Сулейманов Р.Г., Фахруллин Р.Г. и др. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1999. – 227 с.

УДК 681.3.06